

# 缅甸 D 区块高陡构造防斜打快技术

李洪乾 王华西 卢运周 徐济银 孔祥成

(中国石化 国际石油勘探开发有限公司,北京 100083)

**摘 要:**缅甸 D 区块是中国石化国际石油勘探开发有限公司作为作业者在缅甸拥有的第一个区块。该区块上部地层倾角大,造斜能力强,实钻过程中井身质量控制难度大,机械钻速较低,影响了施工进度和生产时效。针对该区块已钻井所遇到的问题,对地层自然造斜规律进行了分析,根据地层的可钻性提出了钻头优选方法,对防斜钻具组合依据建立的力学模型进行了分析和优选。通过在 Yagyi-1 井(简称 Y-1 井)的成功应用,上部高陡构造地层机械钻速得到了大幅度的提高(119%),对后续井的设计施工具有很好的借鉴作用。

**关键词:**高陡构造;岩石可钻性;钻头;钻具组合;力学分析;缅甸 D 区块

**中图分类号:**TE243 **文献标识码:**B **文章编号:**1001-0890(2010)05-0026-06

## Deviation Control and Fast Drilling Technique in High Deep Structure of Block D in Myanmar

Li Hongqian Wang Huaxi Lu Yunzhou Xu Jiyin Kong Xiangcheng

(Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China)

**Abstract:** Block D is the first operation block owned by SIPC in Myanmar. The difficulty to control well bore quality and low penetration rate due to high formation inclination angle and strong building force, affect the drilling progress and production efficiency. For the problems encountered during drilling, formation natural deviation law was analyzed; drill bit optimization method was proposed based on formation drillability; BHA anti-deviation mechanical model was analyzed and optimized. Through successful application in Well Yagyi-1, the ROP in the upper layer with high inclination angle was greatly improved (119%). This provides a good reference for design and drilling of the follow-up wells.

**Key words:** precipitous structure; rock drillability; bit; bottom hole assembly; mechanical analysis; Block D in Myanmar

缅甸 D 区块先后由缅甸石油天然气公司(MOGE)、日本 Indemitsu 公司和中国石化国际石油勘探开发有限公司(SIPC)三家公司进行过勘探。由于该区块高陡地层钻井施工难度大,MOGE 仅钻了 3 口浅井,Indemitsu 公司仅钻了 2 口探井,都未钻至设计井深,也未见工业油气流而填井废弃。

2008 年,SIPC 在缅甸 D 区块 Patolon 高陡构造开始钻探工作。第一口井 P-1 井在塔本组 2 381.5~2 397.3 m 和 2 401.4~2 409.9 m 井段进行了测试,用  $\phi 6.35$  mm 油嘴求产,获天然气产量 147 020 m<sup>3</sup>/d 和少量原油,展示了该区块广阔的勘探前景。但在 P-1 井的钻井作业过程中遇到了较大的困难,主要体现在高陡构造井斜难以有效控制,难以确保较高的井身质量<sup>[1]</sup>。为总结前期钻井作业的经验,为后

续井的钻探提供指导,从而达到加快缅甸 D 区块勘探开发步伐的目的,笔者从不同角度介绍了已经取得的部分研究成果,并说明了研究成果在 Y-1 井的初步应用情况。

### 1 防斜打快技术难点

缅甸 D 区块位于缅甸伊洛瓦底盆地西缘,面

收稿日期:2009-02-22;改回日期:2010-12-22

**作者简介:**李洪乾(1962—),男,山东东明人,1985 年毕业于华东石油学院钻井工程专业,2002 年获西南石油学院石油工程专业博士学位,高级工程师,主要从事技术管理与应用及科研管理方面的工作。

**联系方式:**(010)82328963, hqli@sipc. cn

积 12 384 km<sup>2</sup>。伊洛瓦底盆地构造位置为若开褶皱带和掸-丹那沙林地块之间的中央低地,处于钦敦江、伊洛瓦底江流域,地质上称为第三系沉降盆地、中央沉降带或伊洛瓦底第三系盆地。受印度板块与缅甸微陆块挤压,盆地具有东西分带的构造特点,具有由一系列南北走向西倾主冲断层控制的隆、凹相间的构造格局,整体构造面貌呈向西凸的弧形。缅甸 D 区块在构造演化过程中东西向挤压应力的影响下,挤压和推覆(断层)切割作用明显,变形强烈,断层发育,主要发育南北走向逆冲主控断层和东西走向走滑断层。通过对 SIPC 第一口完钻井 P-1 井的分析,在防斜打快方面遇到的技术难题主要表现在以下几个方面。

1.1 地层倾角大,造斜能力强

Patolon 构造带是缅甸 D 区块典型的高陡构造,上部地层的地层倾角为 20°~45°。P-1 井完钻井深 3 798 m,位移 298.86 m,闭合方位 80.4°。钻进时井斜控制非常困难,最大井斜角达 14.94°(在井深 1 598.75 m 处),严重影响了井身质量和钻井时效。

1.2 地层复杂,钻头选型困难

P-1 井是一口预探井,地质情况复杂,断层多,地层压力系统随井深差异大。井深 1 000 m(蓬当组)以浅地层,岩性相对较纯,以砂岩为主;井深 1 000 m 以深地层,岩性较硬,夹层较多,软硬差别大,造成钻头选型困难,机械钻速很低。

1.3 常规钟摆钻具组合的防斜纠斜效果差

P-1 井一开  $\phi$ 660.4 mm 井眼及二开  $\phi$ 444.5 mm 井眼都使用了常规钟摆钻具组合,采用轻压吊

打,机械钻速很低,二开、三开平均机械钻速仅为 1.57 m/h,防斜纠斜效果较差。

2 防斜打快钻井技术

2.1 地层自然造斜规律与井眼轨迹控制

一般地层自然造斜规律能够反映地层造斜力与地层倾角之间的关系。如果地层倾角在 0°~45°之间,钻进方向为上倾;地层倾角>60°,钻进方向为下倾;如果地层倾角在 45°~60°之间,则不易确定。

根据 P-1 井完井电测资料的地层倾向数据,结合地层自然造斜规律,可以估算出理论上的井眼方位和实测井眼方位,对比发现,推测方位和实测方位几乎重合,这说明 P-1 井的井眼轨迹符合地层自然造斜规律(见图 1)。

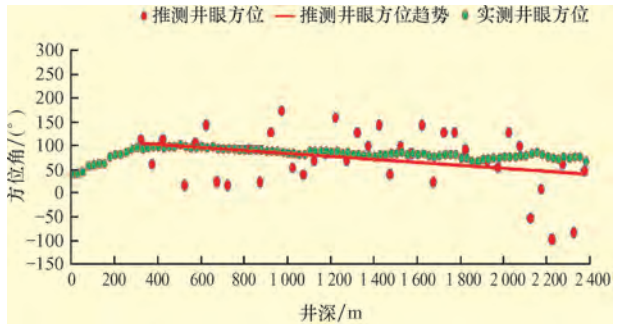


图1 P-1井实钻井眼方位与推测井眼方位  
Fig.1 Well P-1 measured vs. predicted azimuth

2.2 地层的可钻性、力学特性与钻头优选

在利用岩石可钻性、力学特性选择钻头类型方面,我国提出了地层可钻性级别与钻头类型之间的对应关系(见表 1~3),形成了利用岩石可钻性、力学特性优选钻头型号的方法<sup>[2-5]</sup>。

表 1 岩石可钻性与钻头选型推荐 Table 1 Rock drillability vs. bit selection recommendation									
地层级别	可钻性级值	地层分类	IADC 编码		金刚石钻头			刮刀钻头	
			铣齿钻头	镶齿钻头	PDC	金刚石	取心	硬质合金	聚晶
I-III	$K_d < 3$	黏软(SS)	1-1	4-1 4-2 4-3		D1	D7	√	√
III-IV	$3 \leq K_d < 4$	软(S)	1-2	4-4		D1	D7		√
IV-VI	$4 \leq K_d < 6$	软-中(S-M)	1-3 1-4 2-1 2-2	5-1 5-3 5-2 5-4		D2	D7, D8		
VI-VIII	$6 \leq K_d < 8$	中-硬(M-H)	2-3 2-4 3-1 3-2	6-1 6-3 6-2 6-4		D3	D8		
VIII-X	$8 \leq K_d < 10$	硬(H)	3-3 3-4	7-1 7-3 7-2 7-4		D4	D8		

表 2 岩石可钻性与钻头选型推荐表				
Table 2 Rock drillability vs. bit selection recommendation				
抗压强度/MPa	地层描述	岩石类型	牙轮 IADC 编码	PDC IADC 编码
<27.59	极软,抗压强度低的黏性软地层	黏土、粉砂岩、砂岩	111-124	M/S112-M/S223
<55.17	软,抗压强度低和可钻性好的软地层	黏土岩、泥灰岩、褐煤、砂岩、硬石膏、凝灰岩	116-437	M/S222-S223
<82.76	中软,抗压强度低且带有夹层的软至中等硬度地层	黏土岩、泥灰岩、褐煤、砂岩、粉砂岩,硬石膏,凝灰岩	437-527	M/S323-M433
<124.14	中等,抗压强度高,含研磨性薄夹层中等到硬地层	泥岩、灰岩、硬石膏、砂岩(钙质)	517-537	M333-M443
<165.52	中硬,抗压强度很高,非研磨性的硬和致密地层	灰岩、硬石膏、白云岩	537-617	M432-M444
<220.69	硬,抗压强度很高,有一些研磨性薄夹层的硬和致密地层	页岩(钙质)、砂岩(硅质)、粉砂岩	627-637	M611-M734
>220.69	极硬,极硬和研磨性极强地层	石英岩、火成岩	627,737,837	M711-M844

表 3 内摩擦角在 PDC 钻头选型中的应用				
Table 3 Aplication of inner friction angle in PDC bit selection				
内摩擦角/(°)	地层硬度类别	PDC 钻头 IADC 编码	刀翼数量	切削齿尺寸
<10	极软	M/S112-M/S223	≤5	≥19
10~20	软	M/S222-M/S333	5	19,16
20~30	软-中硬	M/S323-M/S433	5~7	19,16
30~38	硬	M/S333-M/S443	6~8	16,13
38~45	硬	M/S432-M/S444	>6	13,8
>45	极硬	巴拉斯/孕镶/天然金刚石		

随着 PDC 钻头使用越来越广泛,牙轮钻头的可钻性级值的计算模式不是很适合 PDC 钻头,在实验室用岩心同时做 PDC 和牙轮的可钻性试验,对试验

数据进行回归分析,得到 PDC 和牙轮钻头可钻性级值的换算公式为 $K_{Cb}=0.31\times(K_{PDC}^{1.63})$ ,计算得到牙轮和 PDC 钻头分级对照关系,见表 4。

表 4 牙轮钻头与 PDC 钻头可钻性级值对比											
Table 4 Cone-bit vs. PDC drillability value comparison											
$K_{Cb}$	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	6.5	7.0	8.0	9.0	10.0
$K_{PDC}$	0.3	1.0	1.9	3.0	4.2	5.7	6.5	7.3	9.1	11.0	13.0

注: $K_{Cb}$ 为牙轮钻头的可钻性级值; $K_{PDC}$ 为 PDC 钻头的可钻性级值。

从表 4 可以看出,PDC 钻头可钻性与牙轮钻头可钻性的相等点是 6.5 级值点,之前小,之后增加很快。因此对于可钻性大于 6.5 级的地层,牙轮钻头钻速快,小于 6.5 级的地层,PDC 钻头钻速快。

根据以上方法,利用 GMI 软件对 P-1 井测井资料进行了处理,计算出了地层可钻性级值和岩石力学特性参数(见图 2)。

P-1 井  $\phi 444.5$  和  $\phi 311.1$  mm 井眼段使用了牙轮钻头,钻头磨损不严重,但机械钻速不高(见表 5),其原因为:一是牙轮钻头的 IADC 编码太高,

与岩石可钻性/力学特性不匹配,造成钻头破岩效果差,容易泥包;二是没有选用更适合地层特性的 PDC 钻头。

表 5 P-1 井平均机械钻速				
Table 5 Well P-1 average ROP				
井眼尺寸/mm	可钻性级值	钻头 IADC 编码	井段/m	机械钻速/ $m\cdot h^{-1}$
660.4			24.5~318.0	2.19
444.5	3~4	515,535	318.0~1 940.0	1.68
311.1	3~4	517,537	1 940.0~3 057.0	1.43

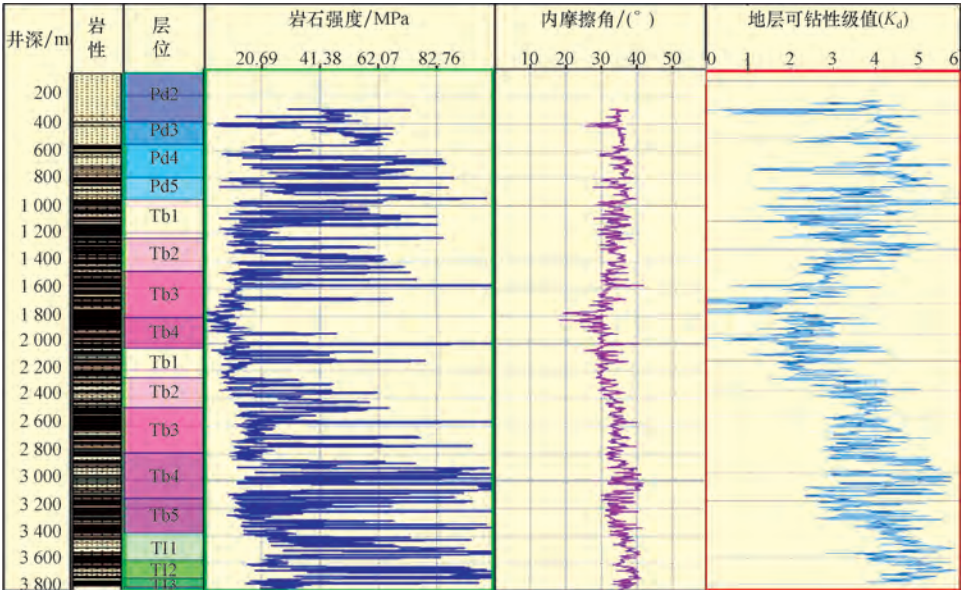


图2 P-1井地层力学特性、可钻性级值  
Fig.2 Well P-1 formation mechanical properties and drillability

根据 P-1 井地层可钻性、力学特性计算及钻头使用情况,结合 Y-1 井地层岩性,对 Y-1 井钻头选型进行了推荐,见表 6。

表 6 Y-1 井钻头选型推荐 Table 6 Well Y-1 bit recommendation								
井眼尺寸/mm	设计井深/m	地层	推荐钻头	可钻性级值		IADC 编码		
				PDC 钻头	牙轮钻头	PDC 钻头	牙轮钻头	
660.4	1 337	蓬当组	SKW111	1.0	2.0	S131-144	111-137	
444.5	2 364	蓬当组	GS605XL SKG235	2.0	3.0			
311.1	2 498	塔本组	M1964SS HA317	2.5	3.5	S141-324	311-347	
	2 865	蓬当组		2.0	3.0			
215.9	3 890	塔本组	M1664SS	3.5	3.5			
	4 387	蓬本组	GJT415G					
	5 480	塔本组	GA425	3.0	4.0	S321-344	341-417	
149.2	5 612	提林组	M1365D YC517	4.0	5.0	S421-424	441-447	

2.3 防斜钻具组合力学分析和优选<sup>[6]</sup>

对传统钻具组合和螺杆钻具组合,采用有限差分法,分段建立钻柱轴线挠度变形的三阶微分方程,既保证了 BHA 轴向、侧向力的整体平衡,又充分体现了钻柱轴向力的变化和钻柱重力对钻具变形和井斜控制能力的影响。

$$EIY''' + (F_0 - WX \cos\alpha)(Y' + \theta) = N_0 - WX \sin\alpha$$

(1)

式中:Y 为钻柱偏离井眼中心距离,m;X 为钻柱截面到钻头距离,m;EI 为抗弯刚度,kN·m<sup>2</sup>;F<sub>0</sub> 为

钻压,kN;N<sub>0</sub> 为钻头侧向力,kN;W 为钻柱线重量,kN/m;α 为井斜角,(°);θ 为结构弯角,(°)。

根据 P-1 井的井斜情况和正常钻进钻压,利用式(1)分别计算出各开次塔式、钟摆和螺杆钻具组合的降斜力,然后进行排序。现仅以一开钻具组合为例进行说明。表 7 为 13 种算例结果,其中 1# 和 6# 是 P-1 井实用的钻具组合,可以发现 1# 钻具组合的降斜力为负值,表现为强增斜特性,在实际钻进过程中即使采用轻压吊打井斜依然难以控制,该钻具组合在一开井段使井斜角达到最大,后来改用 6# 钻具组合才逐渐控制了井斜。



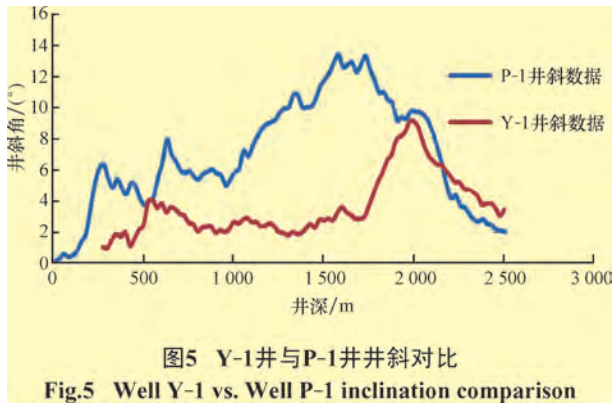


表 9 Y-1 井钻头使用记录  
Table 9 Well Y-1 bit record

井眼尺寸/mm	地层可钻性级值	IADC 编码	井段/m	机械钻速/m·h <sup>-1</sup>	与 P-1 井相比
660.4	1~2		24.5~322.0	2.14	
444.5	3~4	S223,435	322.0~1 655.0	5.93	提高 253%
311.1	3~4	M323, 432,517	1 655.0~3 220.0	2.53	提高 77%

3.3 防斜钻具组合力学分析的应用

根据钻具组合降斜特性和井下情况优选钻具,有效控制了 Y-1 井的井斜,取得了预期效果(见图 5)。



同时,在选择钻具组合时,要考虑以下因素:1)结合井下状况(井漏、失稳等),选择有较强降斜力的钻具组合;2)对降斜力相近的钻具组合,如井下条件允许,优先考虑螺杆钻具组合,配合 PDC 钻头,小钻压高转速,防斜打快效果更好;3)三开地层倾角趋缓,井斜矛盾弱化,选择光钻铤钻具组合更有利于井下安全;4)配合接头与钻铤要匹配,改变其几何尺寸会影响钻具组合的降斜特性,例如钻头配合接头的外径太小,会影响降斜效果,甚至会变为增斜钻具组合。

4 结 论

- 1) 缅甸 D 区块井眼轨迹符合地层自然造斜规律,可以通过调整设计井口位置,减轻防斜、纠斜的压力,可以有效解放钻压,提高机械钻速。
- 2) 通过对常用底部钻具组合的力学分析和现场使用效果分析,认为在缅甸 D 区块塔式钻具组合是防斜打快的最佳选择。
- 3) 针对缅甸 D 区块高陡构造地层,选用“螺杆钻具+PDC 钻头”,高转速、低钻压钻进,既能够提高机械钻速,又能在一定程度上控制井斜。
- 4) 合理选择钻头要综合考虑已钻井资料、地层岩性和可钻性等岩石力学性质参数。
- 5) 在  $\phi 311.1$  mm 井眼选用  $\phi 244.5$  mm 螺杆钻具组合进行复合钻进时,需选择不带稳定器的直螺

杆,并在螺杆上面的钻柱中接稳定器,以获得好的防斜打快效果。

参 考 文 献

[1] 王斌,李洪乾,李强. 缅甸 D 区块二开井段防斜钻具组合优选[J]. 石油钻探技术,2010,38(4):66-69.  
Wang Bin, Li Hongqian, Li Qiang. The study of BHA optimization for D Block in Myanmar[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 66-69.

[2] 张召平,苏新亮,葛洪魁. 利用岩石三轴抗压强度优选 PDC 钻头[J]. 石油大学学报:自然科学版,2005,29(6):38-40.  
Zhang Zhaoping, Su Xinliang, Ge Hongkui. Selection of polycrystalline diamond compact bits based on triaxial compressive strength of rock[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2005, 29(6): 38-40.

[3] 葛洪魁,林英松,张卫东,等. 钻井地层评价技术研究进展[J]. 石油钻探技术,2003,31(5):20-23.  
Ge Hongkui, Lin Yingsong, Zhang Weidong, et al. Advances in drilling formation evaluation [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(5): 20-23.

[4] 刘向军,宴建军,罗平亚,等. 利用测井资料评价岩石可钻性研究[J]. 天然气工业,2005,25(7):69-71.  
Liu Xiangjun, Yan Jianjun, Luo Pingya, et al. Evaluation on rock drillability by well logging data[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(7): 69-71.

[5] 杨谋,孟英峰,李皋,等. 不同钻井方式下的井底岩石可钻性研究[J]. 石油钻探技术,2010,38(2):19-22.  
Yang Mou, Meng Yingfeng, Li Gao, et al. Investigation of rock drillability under different penetrating method[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 19-22.

[6] 高德利. 易斜地层防斜打快钻井理论与技术探讨[J]. 石油钻探技术,2005,33(5):16-19.  
Gao Deli. Discussions on theories and techniques about rapid drilling while preventing deviating in formations tending to deflecting[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 16-19.

[7] 丁红,陈杰,王恩合,等. 长 7 井复杂地层优快钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(1):38-42.  
Ding Hong, Chen Jie, Wang Enhe, et al. Well Chang-7 drilling measurements used in drilling complex zones[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 38-42.

[8] 郑锋辉,韩来聚,杨利,等. 国内外新兴钻井技术发展现状[J]. 石油钻探技术,2008,36(4):5-11.  
Zheng Fenghui, Han Laiju, Yang Li, et al. Development of novel drilling technology [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 5-11.

[9] 张绍槐,张洁. 关于 21 世纪中国钻井技术发展对策的研究[J]. 石油钻探技术,2000,28(1):4-7.  
Zhang Shaohuai, Zhang Jie. Research on development of drilling technology in China during 21st century[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2000, 28(1): 4-7.